

Теплофикация России и когенерация Европы

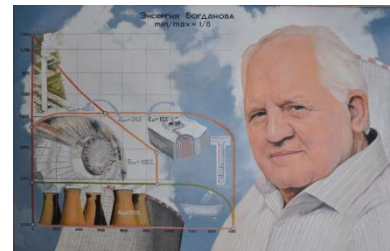
подобие и различие в цифрах и графиках, для регулятора и не только.

Богданов А.Б. – аналитик технолог теплофикации России

СРО «ЭнергоАудиторы Сибири» г. Омск

Богданов Д.А. – начальник отдела перспективного развития ТГК-11

Богданова О.А. – ГИП ГК "ИНТЕХ"



Теплофикация должна в первую очередь рассматриваться как комплексно-энергетическая проблема. Всякое изолированное рассмотрение отдельных вопросов развития теплофикации вне общего комплекса энергетического хозяйства или рассмотрение отдельных элементов теплофикационных установок без учета их организационной взаимосвязи (например, с точки зрения только задач электроснабжения, теплоснабжения и др.) неизбежно связано с возможностью ошибочных решений.

Мелентьев Л.А. Теплофикация ч-1 Издательство академии наук СССР 1944г

Введение. Что такое теплофикация России

Теплофикация – это комбинированное производство электрической и тепловой энергии электростанции, неразрывно обеспечивающее **централизованное теплоснабжение потребителей, теплом отработанного пара от турбин ТЭЦ**. В отличие от раздельного способа производства электроэнергии на ГРЭС, теплофикация на ТЭЦ обеспечивает значительное, 4-х кратное, снижение выброса тепла в окружающую среду с 62% до 15%, с одновременным ростом КПД использования топлива с 38% на ГРЭС, до 85% на ТЭЦ.

Теплофикация России – величайшее достояние советской, плановой энергетики СССР с 25 ноября 1924 по 29 июля 2017г, это система технологических, экономических и социальных решений в экономике энергетике страны, адекватно отражающая «Климат и Просторы России», реализующая возможность реального снижения на 32÷40% потребления первичного топлива (энергоемкости) для конечных потребителей тепловой, электрической энергии и холода.

Дата рождение теплофикации в СССР - 25 ноября 1924 года с запуском системы водяного отопления дома № 96 на Фонтанке от Ленинградской ГЭС (ТЭЦ). В настоящее время, в связи с переходом на «условно-свободные» рыночные отношения РФ, теплофикация России находится в глубочайшем системном кризисе и прекратила свое развитие.

Дата отказа от преимуществ теплофикации - 29 июля 2017 с принятием федерального закона ФЗ-279 с методикой «альтернативная котельная». Волевым решением политического регулятора, вопреки физическим законам, весь эффект в экономии 32÷40% топлива, стал относить только на удешевление комбинированной электрической энергии ТЭЦ. При этом, топливная составляющая отработанного тепла от паровых турбин ТЭЦ, искусственно завышается 3÷4 раза, с уровня 30÷60кг.у.т/Гкал до уровня «альтернативной котельной» 160кг.у.т/Гкал. На законном основании стал происходить обратный процесс - «Котельнизация России» - переход от централизованного теплоснабжения от ТЭЦ, к строительству собственных «альтернативных котельных».

«Альтернативная котельная», – де юре, это провозглашение «правильных слов» «правильных лозунгов» о перспективе развития энергетики России, а де факто, это раковая болезнь общества, глубокое заблуждение формальных «случайных людей» о приоритетном развитии энергетики страны на основе равенства тарифов на тепловую энергию от ТЭЦ и от альтернативной - эталонной, котельной.

«Котельнизация» процесс обратный теплофикации – отказ от преимуществ комбинированного производства тепловой и электрической энергии от ТЭЦ с переходом на раздельное энергоснабжение: электроснабжение от ГРЭС или ТЭЦ, работающих в конденсационном режиме, и на раздельное теплоснабжение от индивидуальных, квартальных, крышных котельных.

Главными причинами утраты преимуществ эффекта теплофикации для энергетики России, является:

- а) многолетнее обслуживание регулятором (Минэнерго, МЭР, ФАС) требований **монополии** производителей и транспортировщиков федеральной электроэнергетики, которая находило методы эффективной мотивации регуляторов к решению интересов потребителей дешевой электроэнергией;
- б) пренебрежение правами потребителей отработанного тепла паровых турбин ТЭЦ, (население, теплицы, бюджет, промышленные потребители пара) не предлагающих регуляторам никаких методов мотивации для обоснования снижения тарифов на сбросное тепло;

¹ л-12. . Цикл статей «Котельнизация России Богданов А.Б. «Котельнизация России – беда национального масштаба» цикл статей "Новости теплоснабжения", 2006, №10 (74), с.30-34 www.exergy.narod.ru <http://exergy.narod.ru/kotelniz1.pdf>

- с) полное игнорирование рекомендаций ученых высшей школы, турбостроительных заводов: диаграмм режимов для определения КПД ТЭЦ, характеристик относительного прироста топлива (ХОП) на прирост электрической и тепловой энергии, от эксергетического метода анализа для распределения топлива и т.д.

В результате, экономику энергетики России поразила раковая болезнь под названием «**двойная статистическая отчетность**²» по использованию топлива на ТЭЦ. Хотя разница в расходе топлива на тепло от этих двух методов статистической отчетности от ТЭЦ может меняться до 7 крат, от 24 до 165 кг.у.т/Гкал, но это регулятора не смущает. Для решения всех проблем, регулятор придумал два вида отчетности: это а) «**Нашим**» - форма б-тп для внутрироссийской тарифной политики и практики, для ТЭЦ и ГРЭС, для ФАС, для арбитражного суда; и б) «**Вашим**» - для международной практики и научных статей». Существующий в России «Наш» метод анализа и нормирования энергоемкости энергии, с применением показателей удельных расходов топлива (УРУТ) на комбинированную энергию ТЭЦ, не отвечает, ни законам физики, ни логике, ни здравому смыслу. Именно применение политизированных «**Наших**» УРУТ для ТЭЦ и является самой главной причиной постепенной кончины (смерти) теплофикации России.

Датой заболевания раковой болезни - «двойственной статистической отчетности», является 10 января 1950³г, с отказом от применения показателя «КПД использования топлива», когда было узаконено для применения при комбинированном производстве применение УРУТ- удельных расходов топлива. Но то, что в условиях плановой экономики энергетики СССР, было допустимо для ТЭЦ с невысокими параметрами пара, в условиях рыночной экономики стало губительным для «Теплофикации России». Подробнее об этом далее в разделе «Политическое регулирование экономической энергетики». Подробности по представленным материалам можно найти как с сносок, так и полном списке используемой литературы. А пока совершенно кратко, в виде графиков, слайдов, квинтэссенциях по темам.

Когенерация⁴ – термин, принятый в зарубежной энергетике, технологически тоже, что и теплофикация в России. В отличие от России, законодательство ряда европейских стран предусматривает развитие национальной экономики энергетики на основе запрета строительства котельных без комбинированного способа производства электроэнергии.

<http://teploreform.ice.ru/91322>

ЗАКОН О ТЕПЛОСНАБЖЕНИИ* THE HEAT SUPPLY ACT Закон N 382 от 13 июня 1990 г.

Мы, Маргарита Вторая, милостью Божьей Королева Дании, ставим в известность:

По решению Парламента и Нашему Высочайшему согласию принят следующий Закон:

...

6.1. Каждый окружной совет должен гарантировать, что любой проект теплоснабжающего предприятия коллективного пользования будет учитывать следующие положения:

4) что любое предприятие свыше 1 МВт будет преобразовано для комбинированного производства тепловой и электрической энергии.

Теплофикация (когенерация) – это самая **наилучшая доступная технология** (НДТ) приводящая к 3÷4-х кратному снижению выбросу вредных веществ на ТЭЦ против производства конденсационной электрической энергии на ГРЭС и ТЭЦ.

Теплофикация (когенерация – 3-е поколение скандинавской технологии централизованного теплоснабжения с энергетического кризиса~1970г) это комбинированное производство, электрической и тепловой энергии электростанции, неразрывно обеспечивающее централизованное теплоснабжение потребителей, теплом отработанного пара от турбин ТЭЦ. В отличие от раздельного способа производства электроэнергии на ГРЭС, теплофикация на ТЭЦ обеспечивает значительное 4-х кратное, снижение выброса вредных веществ в окружающую среду с 62% до 15% при производстве электрической энергии на ГРЭС.

Однако, эффект в виде 3÷4-х кратного снижения топливной составляющей в тарифе, должен относиться, не на снижение тарифов на электрическую энергию, как это узаконено в России с 10 января 1950г, и «альтернативной котельной» до настоящего времени, а на снижение тарифов для потребителей отработанного тепла от паровых турбин ТЭЦ, как это принято в Европе.[Дания см. л-47].

Снижение выбросов вредных веществ за счет теплофикации заключается в вытеснении, вплоть до полной замены, производства конденсационной электроэнергии ($V_{\text{конд.ээ}}=350 \text{ г.у.т/кВтч}$ КПД_{конд}=35%) на производство комбинированной энергии с ($V_{\text{комбэ}}=150 \text{ г.у.т/кВтч}$; КПД_{комб}=82%) путем решения следующих технологических решений тепловой схемы ТЭЦ:

² л-27. Постановление Госкомстата от 23 июля 1999 №46. Методологические положения по расчету энергетического баланса РФ в соответствии с международной практикой

³ л-25. «Вопросы Определения КПД теплоэлектроцентралей». общей редакцией академика А.В.Винтера Госэнергоиздат Москва Ленинград 1953г 119 стр. (12 статей разных авторов)

⁴ Директива 2004/8 ЕЭС от 1 февраля 2004г о поощрении когенерации на спрос на полезное тепло, существующем на внутреннем энергетическом рынке

- а) замены (вытеснения) отопления от паровых и водогрейных котлов на отопление отработанным паром от паровых турбин, который бесплатно выбрасывается в окружающую среду;
- б) замены высокотемпературных (150°C) пиковых бойлеров, на низкотемпературные ($55\div 110^{\circ}\text{C}$) основные бойлера турбин;
- г) путем изменения схемы подогрева сетевой воды с последовательной (150°C), на параллельную ($55\div 110^{\circ}\text{C}$);
- д) оптимизации (возможно замены) работы паровых котлов и паровых турбин с низких параметров пара ($13\div 35\div 88\text{кгс/см}^2$) на высокие параметры пара ($130\div 240\text{кгс/см}^2$);
- е) перевод отдельных тепловых потребителей с высокотемпературной схемы отопления ($150\div 110^{\circ}\text{C}$) на низкотемпературное отопление ($55\div 90^{\circ}\text{C}$);

Роль и место теплофикации (когенерации) в оценке валового выброса вредных веществ в окружающую среду.

К большому сожалению цели, программы и методы энергетического аудита ТЭЦ, предприятий «Схем теплоснабжения городов...» поселков России, не ставят задачу по выявлению потенциала снижения выбросов вредных веществ, за счет теплофикации (когенерации) - производства комбинированной тепловой и электрической энергии на паровых турбинах ТЭЦ.

В определенной степени, существующие упрощенные методы энергетического аудита честно и объективно, отражает эффективность энергосбережения с уровня знаний школьной физики потребителя тепловой и электрической энергии: пассажирского предприятия, школы, больницы, коммунального предприятия и т.д. где потенциал снижения потерь не более $2\div 6\%$ расхода первичного топлива на источнике энергии.

Но, такой, упрощенный подход аудита это «детский сад в большой энергетике с паровыми и газовыми турбинами» не дает ответа на вопросы по повышению эффективности производства комбинированной энергии ТЭЦ, предприятия, города. В зависимости от соотношения электрической мощности к тепловой мощности в процессе когенерации, КПД производства энергии на ТЭЦ может изменяться от 30% до 80%, и соответственно уровень потерь энергии в окружающую среду, изменится от 70% до 20% от расхода первичного топлива на источнике энергии.

Теплофикация (когенерация)⁵ Директива 2004/8ЕЭС – это самая наилучшая доступная технология (НДТ) приводящая к 3÷4-х кратному снижению выбросу вредных веществ производстве тепловой энергии на ТЭС, против тепловой энергии производимой на «альтернативной» котельной.

Для адекватного анализа затрат, все надо считать только с применением адекватных показателей: W удельная выработка электроэнергии, U-относительная экономия топлива, КПД брутто, КПД нетто котлов, турбин, ХОПээ и ХОПтэ и т.д.

Стандартный аудит выполнен по формату обычного коммунального объекта, а не по формату энергоаудита генерирующего предприятия, отражает только требования раздела №4 с потенциалом энергосбережения на более 2-6% (форточки, энергосберегающие лампочки, утепление и прочая мелочь)

Квалифицированный энергетический аудит теплофикационного генерирующего оборудования ТЭЦ с паровыми и газовыми турбинами обязан содержать следующие разделы:

Раздел 1 Энергетические характеристики котельного оборудования с достижимым потенциалом топливосбережения не более $4\div 8\%$ от расхода первичного топлива на источнике энергии

Раздел 2 Энергетические характеристики конденсационного турбинного оборудования и турбоагрегата с достижимым потенциалом топливосбережения не более $2\div 6\%$ от расхода первичного топлива на источнике энергии

Раздел 3 Энергетические характеристики схемы теплофикационного оборудования (когенерации) с достижимым потенциалом топливосбережения не менее $15\div 50\%$ от расхода первичного топлива на источнике энергии (приложение №1рис 1-6)

Раздел 4 Энергетические характеристики энергетических систем, схем электрических и тепловых собственных нужд с достижимым потенциалом топливосбережения не более $2\div 6\%$ от расхода первичного топлива на источнике энергии

Раздел 5 Макет удельных расходов топлива на ЭЭ и ТЭ с потенциалом топливосбережения не менее $20\div 70\%$ от расхода первичного топлива на источнике энергии.

Квалифицированный энергетический аудит «Схем теплоснабжения городов...» обязан содержать разделы с описанием энергетических характеристик схемы теплофикационного оборудования (когенерации) с достижимым потенциалом топливосбережения теплофикации города не менее $15\div 50\%$ от расхода первичного топлива на источнике энергии (приложение №1рис 1-6)

⁵ Директива 2004/8 ЕЭС от 1февраля 2004г о поощрении когенерации на спрос на полезное тепло, существующем на внутреннем энергетическом рынке

Директива 2004/8 ЕЭС от 1 февраля 2004

Статья 4. Критерии эффективности когенерации.

1.. В целях определения эффективности когенерации, Комиссия должна определить гармонизированные исходные значения эффективности когенерации для раздельного производства электроэнергии и тепла. Эти гармонизированные контрольные величины должны включать матрицу значений, дифференцированных в зависимости от имеющих к ним отношение факторов, включая год строительства, а также должны базироваться на документальном анализе данных по эксплуатации в реальных условиях, топливную смесь и климатические условия, а также применяемые технологии когенерации

Статья 5 . Гарантия происхождения электроэнергии, полученной в процессе высокоэффективной когенерации.

1. На основании гармонизированных исходных значений, на которые ссылается статья 4(1), страны члены должны обеспечить, чтобы происхождение электроэнергии, выработанной в процессе высокоэффективной когенерации, было гарантировано согласно объективным, прозрачным и недискриминационным критериям, сформулированным каждой страной – членом. Они должны обеспечить, чтобы гарантия происхождения электроэнергии давала ее производителям возможность продемонстрировать, что электроэнергия, которую они продают, произведена в процессе высокоэффективной когенерации, и что, такая гарантия выдана в ответ на требование производителя.

2. Страны – члены могут назначить один или более компетентный орган, независимый от деятельности по генерации и распределению, осуществлять надзор за выдачей гарантий происхождения когенерации.

...

5. Гарантия происхождения когенерации должна:

- указывать низшую теплотворную способность смеси, из которой она была произведена электроэнергия, указывать на использование тепла, выработанного с электроэнергией и, наконец, указывать даты и место выработки;
- указывать количество электроэнергии произведенной в процессе высокоэффективной когенерации;
- указывать сбережения первичной энергии на основании гармонизированных исходных значений

1. ч-1 п1. Как идентифицируется эффект теплофикации при производстве комбинированной энергии?

Эффект теплофикации определяется с помощью показателя U [%]- относительная экономия топлива при переходе, от раздельного производства электрической энергии на ГРЭС с КПД =38% и котельной с КПД=85%, к комбинированному способу производства энергии на ТЭЦ. Главным условием сравнения, является обеспечение равного количества конечных потребителей равным количеством тепловой и электрической энергии раздельно на ГРЭС + котельная и комбинированное производство на ТЭЦ. **Равенство исходных условий** для ГРЭС, ТЭЦ и котельной **обеспечивается** путем применения в расчетах самого главного, самого сильного показателя эффективности работы ТЭЦ W -[мВт/Гкал] -удельной выработки электроэнергии на базе теплового потребления (далее УВЭтп), (рис 1).

$$U = \Delta B_{\text{экон}} / B_{\text{разд}} = (B_{\text{разд}} - B_{\text{комб}}) / B_{\text{разд}} \quad [\%] \quad (1)$$

$$B_{\text{разд}} = Q_{\text{тф}} / 7 * (1 / \eta_{\text{кот}} + w_{\text{комб}} / \eta_{\text{ГРЭС}}) \quad (2)$$

$$B_{\text{комб}} = Q_{\text{тф}} / (7 * \eta_{\text{комб}}) * (1 + w_{\text{комб}}) \quad (3)$$

Где:

U [%] относительная экономия первичного топлива при переходе от раздельного производства на ГРЭС+ Котельная на совместное комбинированное производство энергии на ТЭЦ ;

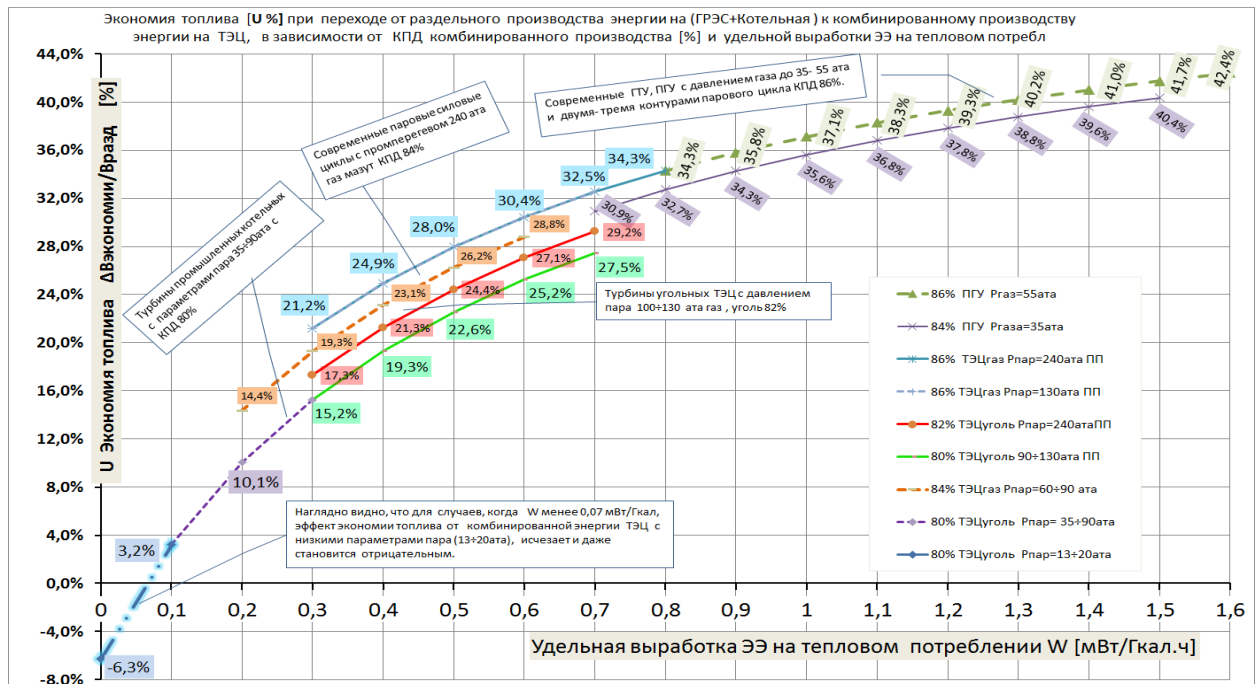
$\Delta B_{\text{экон}} = (B_{\text{разд}} - B_{\text{комб}})$ - абсолютная экономия условного топлива [т.у.т/период];

$B_{\text{разд}}$; $B_{\text{комб}}$ - абсолютный расход топлива на производство **равного количества** раздельной электрической и тепловой энергии на (ГРЭС + Котельная) и комбинированной энергии на ТЭЦ.

$W_{\text{комб}} = \dot{Q}_{\text{комб}} / Q_{\text{комб}}$ [мВт/Гкал] ТЭЦ удельная выработка электроэнергии на базе теплового потребления (УВЭтп), определяется по результатам анализа чисто теплофикационных режимов работы (со 100% закрытой диафрагмой, без конденсационной выработки), по диаграммам режимов работы паровых турбин (см. рис 4) .

$\eta_{\text{кот}}=85\%$, $\eta_{\text{ГРЭС}}=38\%$ КПД работы «альтернативной котельной» и «Эквивалентной ГРЭС» на конкурентном рынке тепловой энергии от котельной и электрической энергии на конденсационной ГРЭС.

$\eta_{\text{комб}}= 60 \div 85\%$, КПД работы теплофикационной ТЭЦ в чисто теплофикационном режиме, при закрытой поворотной диафрагме (см. рис. 6)

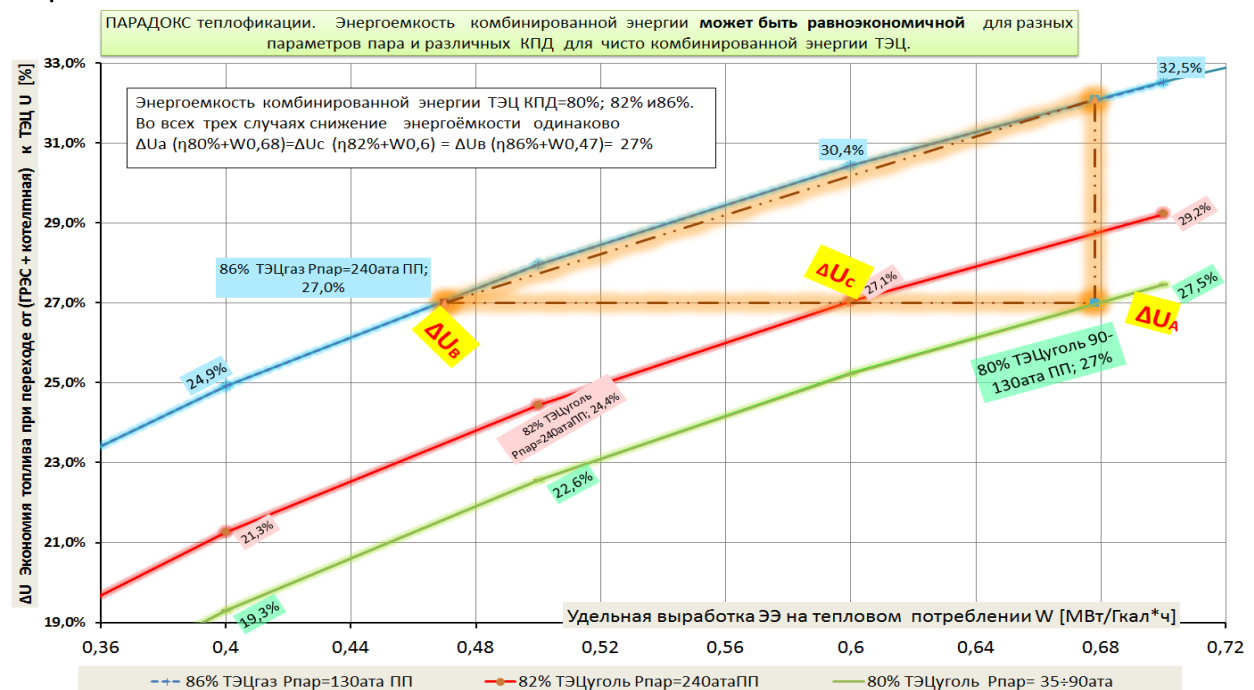


ч-1 Рис.1 Относительная энергоёмкость, (экономию первичного топлива) $U[\%]$ при комбинированном производстве на ТЭС, против раздельного производства на (ГРЭС+ Котельная)

Квинтэссенция п.1 – для возрождения теплофикации России в практике регулирования энергетической и тарифной политики необходимо вводить показатель « U -относительная энергоёмкость комбинированного

2. ч-1 п2. « U » относительная энергоёмкость комбинированной энергии ТЭС.

« U » относительная энергоёмкость ТЭС – уникальный, абсолютно неприменяемый в практике нормирования, показатель эффективности теплофикации! Но, измеряется он не с применением раздельных удельных расходов топлива на электроэнергию УРУТээ, и на тепло УРУТтэ, как это делается в России почти 100 лет, а с применением КПД производства комбинированной энергии. $KPD_{комб}$, **исключающего скрытое перекрестное субсидирование топливом электроэнергии за счет тепловой энергии.**



ч-1 Рис.2 Парадокс теплофикации: – энергоёмкость теплофикации однозначно определяется не просто КПДтэц но, а в гораздо большей степени W -удельной выработкой электрической энергии на тепловом потреблении.

Традиционно считается, что только один показатель КПД_{тэц} может однозначно определить эффективность снижения энергоемкости комбинированной энергии. Однако, приведенный график наглядно показывает что определяющим показателем энергоемкости комбинированной энергии ТЭЦ является не просто КПД_{тэц}, а в большей степени значение удельной выработки энергии на базе теплового потребления УВЭтп - W

$$U_{тф} = \varphi(\eta_{комб}; W) \quad (4)$$

Так, при неизменном значении КПД_{тэц}=86% работающей при чисто теплофикационном графике (с полностью закрытой диафрагмой) при снижении УВЭтп W с 0,68 мВт.ч/Гкал до 0,47 мВт.ч/Гкал, энергоемкость комбинированной энергии U снижается на 5% с 32% до 27%. (рис 2).

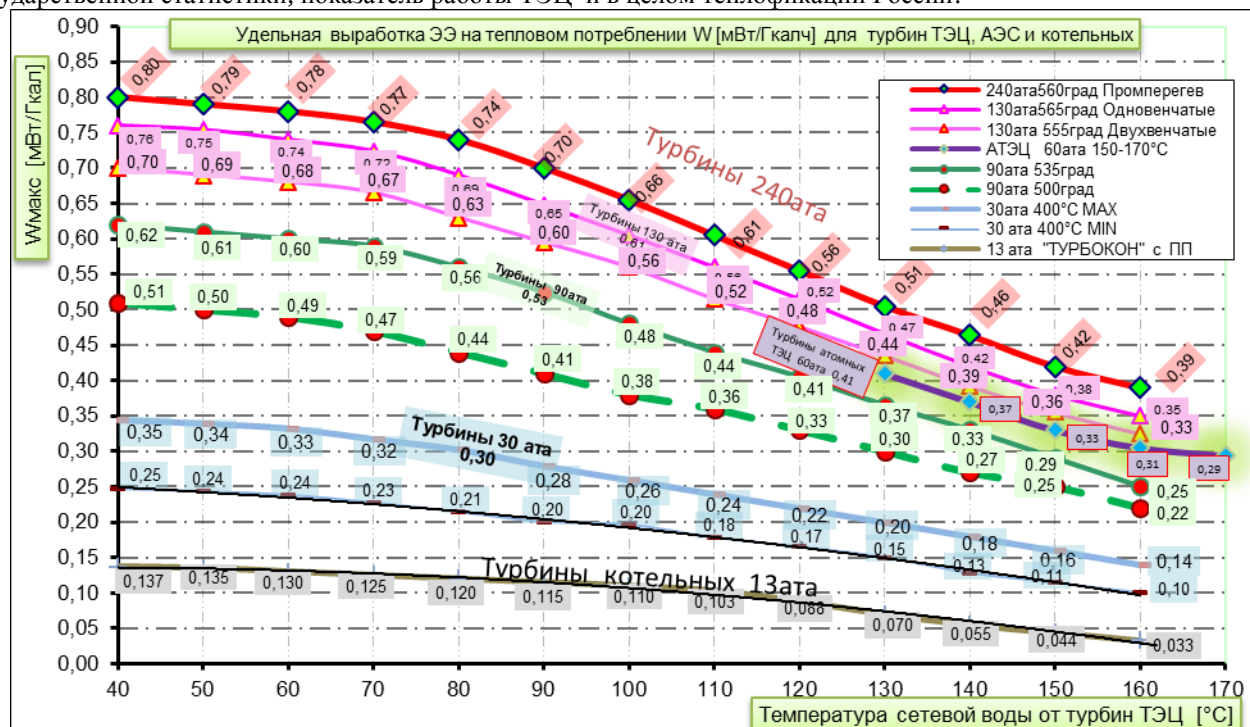
Наоборот, для того чтобы относительная энергоемкость комбинированной энергии U, осталась неизменной и равной 27% при переходе от ТЭЦ с высокими параметрами пара (240ата, газ, КПД=86%) к ТЭЦ с низкими параметрами пара (130ата, уголь, КПД=80%) необходимо повысить удельную выработку W с 0,47 до 0,68 мВт/Гкал (рис 2).

Это совершенно новый подход к анализу технико-экономических показателей работы ТЭЦ, полностью отвечающий, физическим законам термодинамики, и формирующий инвестиционно привлекательные принципы организации рыночных отношений на тепловую и электрическую энергию ТЭЦ.

Квинтэссенция п.2 –регулирование энергоемкости ТЭЦ России необходимо проводить с применением двух основных, неразрывно связанных показателей работы ТЭЦ: 1) КПД нетто комбинированной энергии ТЭЦ и 2) удельная выработка ЭЭ на базе теплового потребления УВЭте –W мВт.ч/Гкал

3. ч-1 пЗ W – удельная выработка электроэнергии на базе теплового потребления (УВЭтп-W),

Удельная выработка электроэнергии W– самый наглядный, самый эффективный, но игнорируемый органами государственной статистики, показатель работы ТЭЦ и в целом теплофикации России!



ч-1 Рис. 3 Удельная выработка электроэнергии (УВЭтп), на базе теплового потребления W мВт/Гкал*ч для ТЭЦ с параметрами пара от 13 ата до 240ата

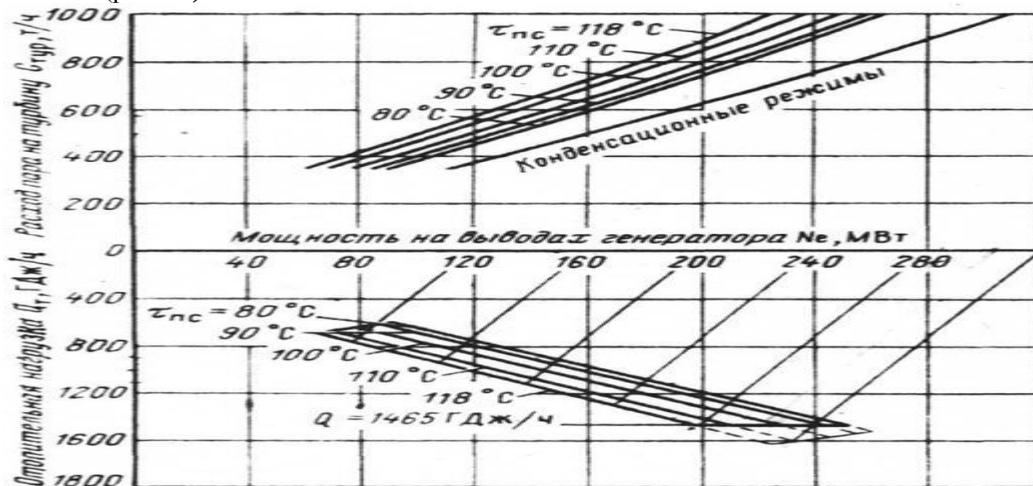
В отличие от удельных расходов топлива на электроэнергию и на тепловую энергию (УРУТээ и УРУТэ) ТЭЦ, удельная выработка ЭЭ на тепловом потреблении. (УВЭте) в зависимости от температуры (давления) пара от отборов турбины, на бойлера турбин (ПСГ, ОБ, ПСГ) является уникальным, комплексным показателем, с помощью которого можно провести квалифицированный качественный и количественный анализ эффективности работы всех элементов тепловой схемы ТЭЦ. Это такие показатели работы как: ущерб от перегрев, недогрев сетевой воды в бойлерах, не охлаждение температуры обратной сетевой воды теплосети, убыток от регулирования температуры сетевой воды путем перепуска, ущерб от рециркуляции сетевой воды и т.д. Применение КПД_{нетто} комбинированной энергии и УВЭте позволяет полностью отказаться от скрытого перекрестного субсидирования топливом потребителей электрической энергии, за счет потребителей отработанного тепла от паровых турбин ТЭЦ

Квинтэссенция п.3 – показатель удельная выработка ЭЭ на базе теплового потребления УВЭте – W мВт.ч/Гкал является самым главным, самым эффективным нормирующим показателем работы ТЭЦ, позволяющий полностью исключить применение для комбинированной энергии ТЭЦ УРУТээ и УРУТте.

4. ч-1 п.4 Диаграмма режимов паровой турбины – достоверный инструмент анализа теплофикации

Диаграмма режимов паровой турбины – самый главный, самый достоверный источник первичной информации разрабатываемой заводами изготовителей паровых турбин.

В качестве примера прием для дальнейшего анализа диаграмму режимов теплофикационной турбины Т-250/300. (рис 4.1)



ч-1 Рис 4.1 Диаграмма режимов турбины Т-250/300-240 (по температуре)

Диаграммы режимов турбин имеет три основных режима работы и рассчитана для следующих режимов:

- А. Режим производства комбинированной энергии по «тепловому графику» с полностью закрытой поворотной диафрагмой, при минимальном пропуске пара в конденсатор 50т/час со следующими показателями:
 - теплофикационной нагрузкой турбины от 80 до 360 (Гкал/час) с шагом 40Гкал/час
 - температурой сетевой воды 80, 90, 100, 110 и 118°C
- В. Режим работы «по электрическому графику» с частичным производством комбинированной энергии и частичным приростом конденсационной электрической энергии, при частично приоткрытой поворотной диафрагмой и отводом части тепла отработанного пара в окружающую среду
- С. Режим работы по чисто раздельному производству электрической энергии по «конденсационному режиму» от 40 до 300 мВт с полностью открытой поворотной диафрагмы и отводом 100% тепла отработанного пара в окружающую среду.

ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ ТУРБИН 305 денсатора обеспечивает конденсацию небольшого количества пара, поступившего в ЧНД через неплотности регулирующих органов (диафрагмы). <u>Теплофикационный режим</u>, особенно при нагреве сетевой или подпиточной воды во встроенном пучке конденсатора, является самым экономичным режимом главным образом из-за малых потерь тепла конденсации в конденсаторе (или их отсутствия вообще). Правда, при этом не может быть получена электрическая мощность больше той, которая определяется максимально возможной теплофикационной нагрузкой турбоагрегата. Чаще всего турбоагрегат работает по тепловому графику зимой, когда требуется большое количество тепла для отопления. Режимы работы <u>по электрическому графику</u> — это режимы, при которых тепловая и электрическая нагрузки регулируются независимо (правильнее поэтому сказать, что это режимы работы по двум графикам — электрическому и тепловому). При этом режиме в конденсатор поступает охлаждающая вода и через турбину протекает два потока пара: теплофикационный и конденсационный. Первый из них обеспечивает использование тепла с наивысшей, а второй — с наинизшей экономичностью. Поэтому экономичность работы по электрическому графику зависит от соотношения расходов этих потоков: <u>чем больше доля теплофикационного потока, тем более экономичной будет работа турбоустановки.</u>	А.Д. Трухний, Б.В. Ломакин ТЕПЛОФИКАЦИОННЫЕ ПАРОВЫЕ ТУРБИНЫ И ТУРБОУСТАНОВКИ Допущено Министерством Российской Федерации в качестве учебного пособия для студентов вузов, обучающихся по направлениям «Электромеханические специальности» «Газотурбинные, паротурбинные установки и двигатели», «Котлы и реакторостроение» направления подготовки дипломированных специалистов «Энергостроительство» специальности «Тепловая электрическая станция», «Промышленная теплоэнергетика» направления подготовки дипломированных специалистов «Теплоэнергетика» Москва Издательство МЭИ 2002
--	--

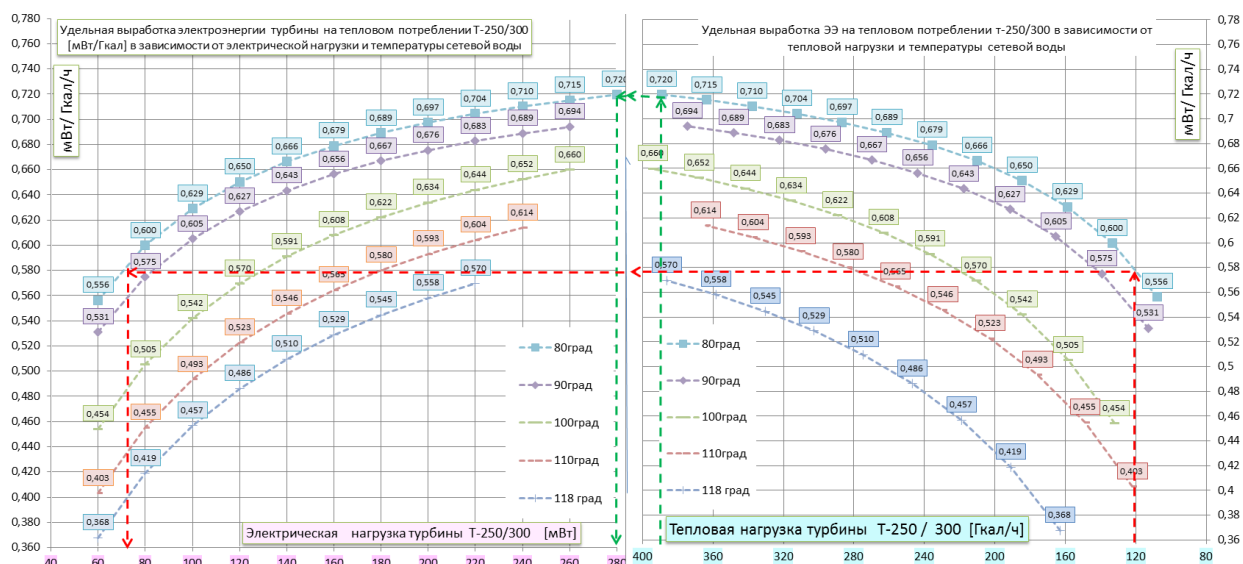
ч-1 Рис 4.2 Книга Московского Энергетического Института л-56 А.Д.Трухний, Б.В. Ломакин «Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки» Москва МЭИ 2002г

Квинтэссенция п.4 – диаграмма режимов четко и однозначно выделяет три вида энергии а) «комбинированная энергия, б) энергия по «Электрическому графику», с) конденсационная электроэнергия. Диаграмма режимов турбин является фундаментальным исходным нормативным инструментом турбостроительных заводов, ученых высшей школы, для анализа и нормирования основополагающих характеристик комбинированной энергии: расход тепла (топлива) на турбину, удельную выработку электроэнергии на базе теплового потребления (УВЭтп), КПД брутто комбинированной энергии, КПД брутто отдельной конденсационной электроэнергии. ХОПээ, ХОПтэ и т.д.

5. ч-1 п5. W – удельная выработка электроэнергии при переменных режимах работы паровых турбин.

В отличие от графика отражающего удельную выработку (УВЭтп), для различных параметров острого пара, и различных технологических схем (рис 3), в данном разделе рассматривается влияние переменных режимов работы паровой турбины в пределах от 32÷100% тепловой мощности (120÷370Гкал/час) или от 15% до 100% теплофикационной электрической мощности (40МВт÷280МВт)

В зависимости от нагрузки турбины и от температуры сетевой воды после ПСГ-1,2 W(t) легко определяется непосредственно из диаграммы режимов турбины Т-250/300 (рис 4). Для любого значения температуры сетевой воды после ПСГ-1,2, зная один из показателей комбинированной выработки всегда можно определить второй показатель:



ч-1 Рис. 5 «Зеркальный» график удельной выработки электроэнергии на базе теплового потребления (УВЭтп), WмВт/Гкал*ч зависимости от переменной тепловой нагрузки паровой турбины, а так же от температуры сетевой воды за ПСГ-1,2.

Задаваясь значением теплофикационной (комбинированной) мощности тепловой нагрузки, и температуры сетевой воды, можно легко и однозначно определить какая при этом будет комбинированная электрическая мощность

$$N_{\text{ЭЭ комб.}} = W(t) * Q_{\text{ТЭ комб}} \quad (5)$$

И наоборот, задаваясь значением комбинированной электрической мощности, можно легко и однозначно определить кокая потребуется теплофикационная (комбинированная) тепловая мощность нагрузки.

$$Q_{\text{ТЭ комб}} = N_{\text{ЭЭ комб.}} / W(t) \quad (6)$$

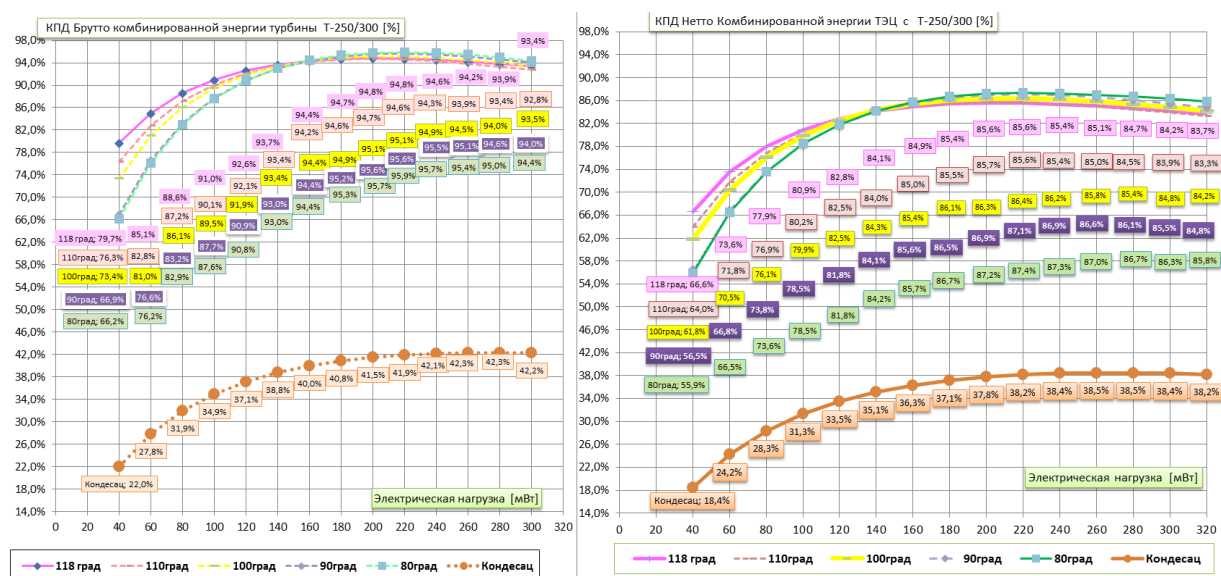
Квинтэссенция п.5 — В советской экономике энергетики и тем более в российской экономике отсутствовал такой вид энергии как «комбинированная энергия ТЭЦ». Показатель удельной выработки ЭЭ на базе теплового потребления УВЭте – W мВт.ч/Гкал рассчитанный на основе диаграммы режимов турбины, является самым главным, самым эффективным нормирующим показателем работы производства комбинированной энергии по всем диапазоне нагрузок от min до max.

6. ч-1 п6. КПД брутто, нетто паровой турбины работающей по тепловому графику.

КПД турбины брутто - понятный, но закрытый и не обсуждаемый нормативный материал. Для его построения достаточно только диаграммы режимов турбины. Рассчитать и построить графики КПД-брутто турбины

достаточно легко и просто. При построении КПД-брутто необходимо пользоваться как прямым, так и обратным энергетическим балансом паровой турбины. Турбостроительные заводы могли бы дополнять свои характеристики не только диаграммой режимов, но и характеристикой КПД турбины – брутто. Но применение этого показателя со стороны аналитиков и регуляторов Минэнерго РФ пока закрыто. Причина закрытости на применение КПД-брутто турбины заключается в том, что она раскрывает всю ошибочность ранее существующих методик и ныне существующих методов (альтернативная котельная) распределения топлива в пользу потребителей электроэнергетики за счет потребителей сбросного тепла паровых турбин. Салихов А.А. в своей книге⁶ отмечает «Почему то КПД- парогенератора находит отражение в форме 3-тех, а КПД турбин нет. Соответственно, на ТЭС идет более целенаправленная работа по улучшению показателей котлов, а КПД турбин пущен на самотек»

КПД турбины это самый главный, самый эффективный базовый показатель определяющий технологическую эффективность работы паровых турбин. Для конденсационных паровых турбин он наглядно показывает как меняется КПД брутто от 22% до 42%, при изменении нагрузки 40 до 300мВт. КПД нетто при этом изменяется от 18,4% до 38,4%. (рис 6). Однако, для турбин, работающих по тепловому графику, без отвода тепла отработанного пара в окружающую среду (с закрытой диафрагмой), определение КПД оказалось под политическим запретом, и никаких публикаций автору этой статьи- (Богданову А.Б.) не попадались. Пришлось самому изучить диаграммы режимов многих турбин, и к началу 2000-х годов, выполнить самостоятельные расчеты. Получились удивительные результаты (рис.6,7,8).



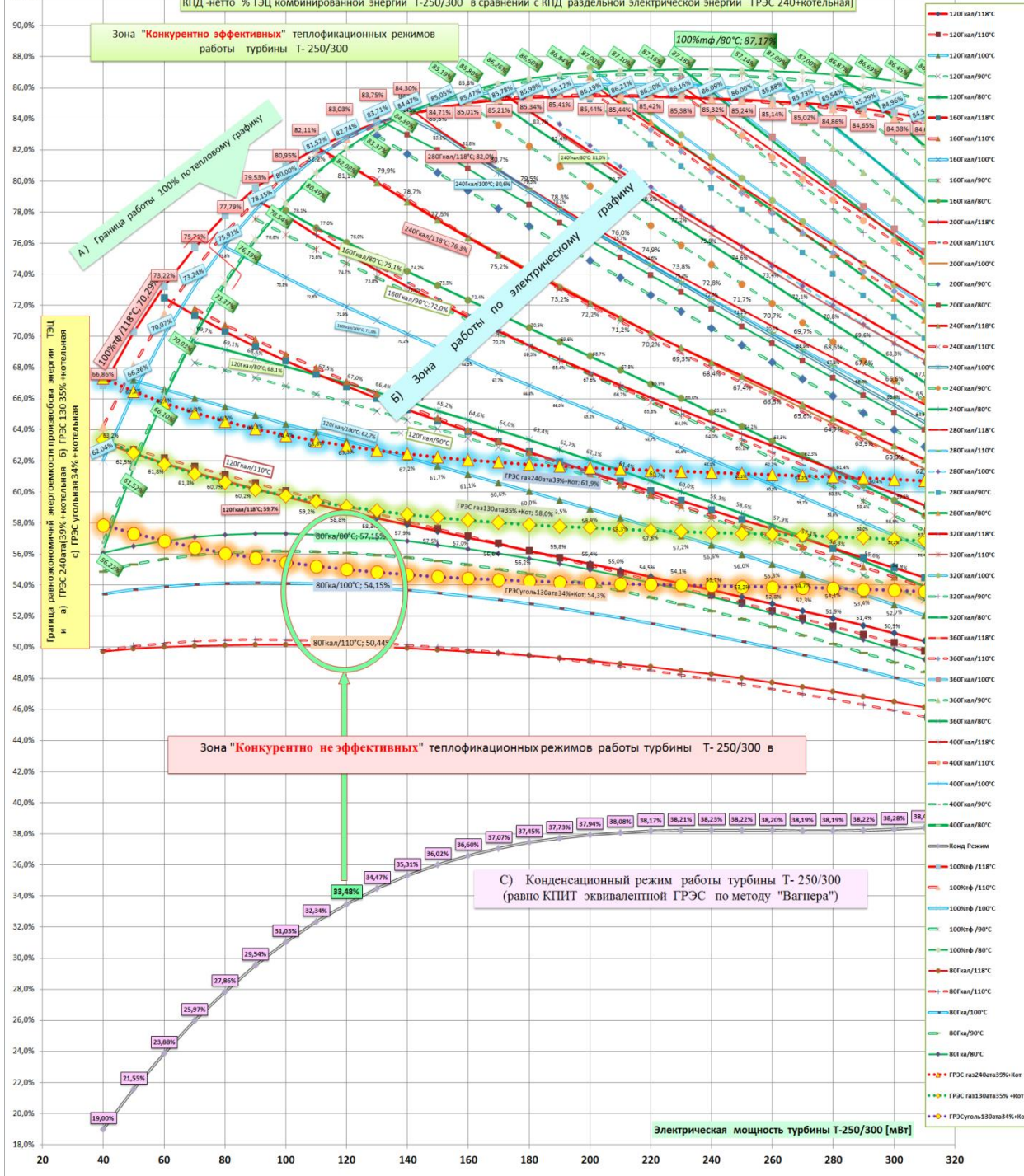
ч-1 Рис 6 Графики КПД брутто и КПД нетто паровой турбины Т-250/300 работающих по чисто теплофикационному комбинированному режиму работы (с закрытой поворотной диафрагмой) Результаты расчета КПД турбины работающую чисто по тепловому графику, наглядно показывают очень высокий, в 2,2 раза, рост КПД брутто с 42% до 94÷95,5%, и КПД нетто с 38% до 85÷87,5%

КПД комбинированной энергии высокое значение, но значительно изменяется в зависимости а) от температуры сетевой воды, и б) от степени загрузки по тепловой (электрической) мощности. Однако, влияние температуры сетевой воды на рост КПД турбины весьма незначительно, по сравнению со значительным ростом КПД от загрузки турбины тепловой нагрузкой. Этот вывод по относительно незначительному влиянию температуры, на КПД брутто, при нагрузках более 50% (140мВт) относится только режиму работы по тепловому графику (смотри правую часть графика рис. 6). При работе турбины по электрическому графику огромное влияние температуры на КПД распространяется на все поле (рис 7) Чем выше комбинированная нагрузка, тем выше КПД_{тф}. Так при температуре 80°С, рост тепловой нагрузки с 120Гкал/ч до 370Гкал/час, обеспечивает рост удельной выработки УВЭтп с W=0,58мВт/Гкал/ч до W=0,72мВт/Гкал/ч и рост теплофикационной электрической мощности с 70мВт до 280мВт (рис 4). При этом происходит рост КПД брутто с 79% до 93,9% и рост КПД нетто ТЭЦ с 70% до 84,2% (рис 6) Для сравнения рост КПД брутто конденсационной выработки происходит от 30% до 42,3%, (рис 6) КПД нетто с 26% до 38,5% (рис 7.)

⁶ л-10. Салихов А.А. Пути повышения технико-экономических показателей действующих ТЭЦ. Минск Ковчег 2009г 512стр. http://exergy.narod.ru/Salihov_Puti_pov_TEP_deist_TEC.pdf

...

92,0%				УСБ-матрица 8 Гб USB-накопительная система Т-350/300 с экраном и USB-адаптерной защитной системой БРЗС-340; материнская
-------	--	--	--	---



- зона «Б» - зона работы по электрическому графику регулирования, с частично приоткрытой диафрагмой, с частичным использованием тепла отработанного пара, и отводом оставшейся части тепла в окружающую среду;
- зона «С» - зона работы по чисто конденсационному режиму работы с полностью открытой диафрагмой, со 100% отводом тепла в окружающую среду, с самым низким значением КПД нетто 19÷38,3%.

Именно этот уникальный, всережимный график (рис 7), построенный на основе заводской диаграммы режимов паровой турбины (рис 4.1), с учетом карт режимов паровых котлов, схем собственных нужд, полностью отвечающий физическим и термодинамическим законам природы, является первоосновой для построения энергетических характеристик ТЭЦ, основой для формирования энергетической и тарифной политики «возрождения теплофикации России».

Квинтэссенция п.7 — КПД брутто, КПД нетто ТЭЦ с турбинами, работающими, по тепловому графику — это уникальный великолепный, информативный показатель для ТЭЦ, ГРЭС, энергетических компаний, полностью скрытый от применения в качестве нормативного показателя, определяющего развитие теплофикации России

7. ч-1 п8 ХОПы на электрическую энергию, и ХОПы на тепловую энергию ТЭЦ.

Характеристики относительных приростов топлива на прирост электрической и тепловой нагрузки — ХОПээ, и ХОПтэ, это классически обоснованный, самый квалифицированный, самый точный инструмент инженерного анализа топливных издержек, по которому производится распределение электрических и тепловых нагрузок между паровыми турбинами ТЭЦ. Этот метод анализа долгие года был составной частью ПТЭ технической эксплуатации электрических станций СССР (см. рис 8.1 и 8.2). Но, с приходом рынка, регулятор просто выбросил ХОПы из Правил РФ, и нет никаких проблем. «Берите, сколько хотите!»

"Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей" 20.02.1989 Категория: СССР Документ по состоянию на август 2014 г. Утверждаю Министр энергетики и электрификации СССР А.И.МАЙОРЕЦ 20 февраля 1989 года 14-е издание, переработанное и дополненное	1.4.10. Распределение электрических нагрузок между агрегатами конденсационных и гидравлических электростанций должно осуществляться на основе метода относительных приростов расхода топлива (воды). Распределение электрических и тепловых нагрузок между энергоустановками ТЭЦ должно обеспечивать минимальный общий расход топлива на отпуск электроэнергии и тепла с учетом режимных требований энергосистемы по выработке электроэнергии. 1.4.11. Распределение электрических нагрузок между параллельно работающими электростанциями должно проводиться на основе метода относительных приростов в целях обеспечения минимальных расходов топлива в энергосистеме. При распределении нагрузок необходимо учитывать потери энергии на транспорт в сетях, обеспеченность отдельными видами энергоресурсов и требования надежного энергоснабжения потребителей.
--	---

ч-1 Рис.8.1 Выписка из правил технической эксплуатации электрических станций и сетей ПТЭ 14-е издание 1989г. разделы 1.4.10 – 1.4.11 <http://lawru.info/dok/1989/02/20/n1179292.htm>

ЭКОНОМИКА ЭНЕРГЕТИКИ Учебное пособие для вузов Под редакцией Н.Д. Роголёва Допущено УМО по образованию в области энергетики и электротехники, в качестве учебного пособия для студентов высших учебных заведений, обучающихся по специальности "Промышленная теплоэнергетика", "Энергетика теплотехнологий", "Энергообеспечение предприятий" направления подготовки дипломированных специалистов "Теплоэнергетика" Москва Издательство МЭИ 2005	Относительный прирост расхода топлива является показателем экономичности работы станции или блока. График (вид) зависимости $r_{ст} = f(P_{ст})$ представлен на рис. 9.13. Скачок на ХОП электростанции связан с ХОП турбоагрегата r_t, положоугольная часть определяется ХОП котла r_k. Полученные характеристики тепловых электростанций необходимы для определения расходов топлива тепловыми электростанциями в рассматриваемый период и оптимального режима использования их основных агрегатов. Рис. 9.13. График зависимостей $r_{ст} = f(P_{ст})$ 179
--	---

ч-1 Рис.8.2 Ученые высшей школы (МЭИ), десятилетиями настойчиво доказывают, что надо рассчитывать относительные приросты расхода топлива на прирост электроэнергии и прирост тепловой нагрузки.

Парадокс! Ученые академической и высшей школы экономики энергетики живут по одним законам, в соответствии с физическими законами и логикой, а так называемые отраслевые кандидаты и доктора экономических наук от «условно регулируемой» рыночной экономики энергетики живут по своим оторванным от реальности

С приходом рыночных отношений, этот классический инструмент анализа топливных издержек был полностью выброшен из действующих ПТЭ электрических электростанций и сетей Российской Федерации. За прошедшие 30лет, те, кто хотя бы немного знал и руководствовался ХОПами, уже ушли из жизни, а те, кто сейчас формирует энергетическую и тарифную политику России и близко не подозревают об этом классическом методе анализа. Но, это не потому, что регуляторы не хотят это узнать, а потому, что существующая монополия федеральной электроэнергетики, не мотивирует ни регуляторов, ни губернаторов, ни МЭРов городов к исключению скрытого перекрестное субсидирование федеральной электроэнергетики за счет потребителей сбросного тепла ТЭЦ и ГРЭС.

Подробности расчета ХОП можно изучить в статье⁷ «Алгоритм расчета ХОП на ЭЭ и на ТЭ с диаграммой режимов турбины Т-250/300 без применения УРУТ»

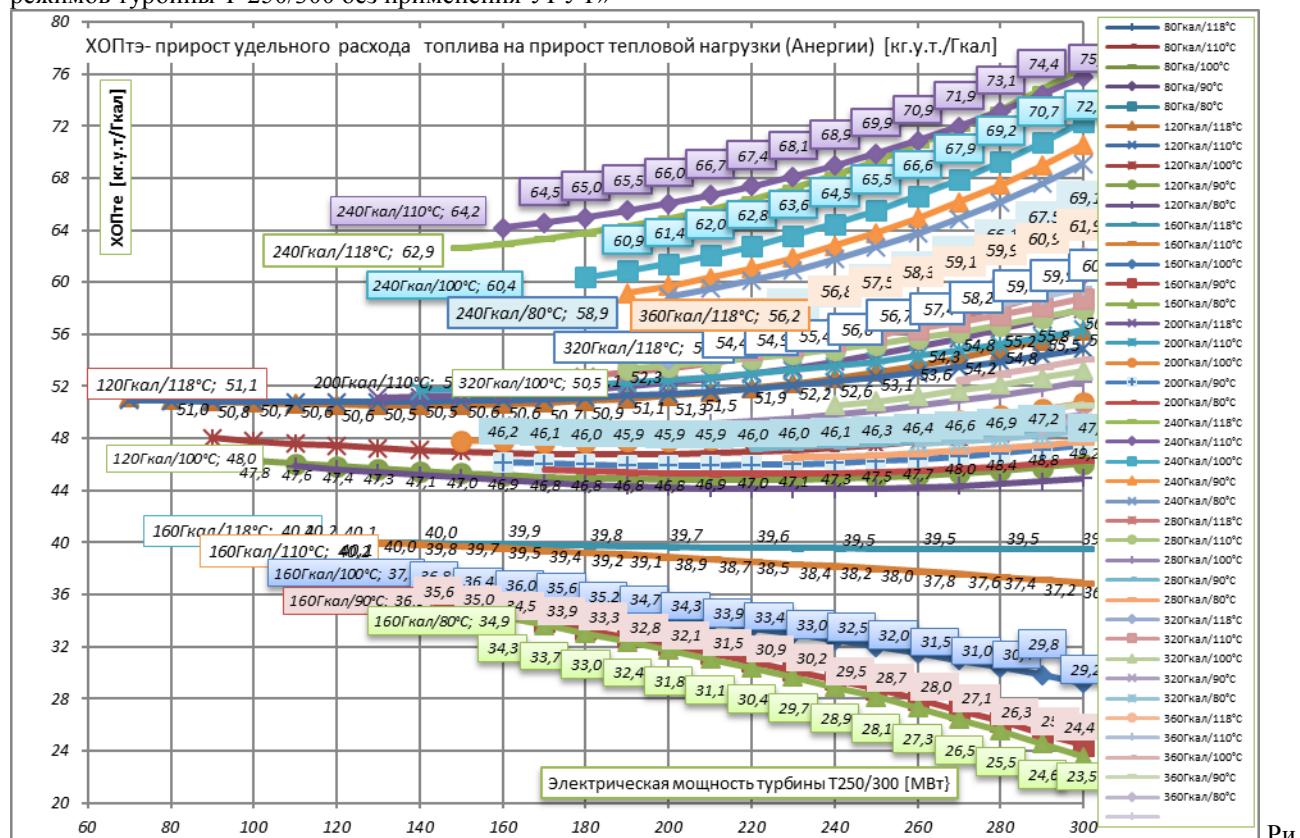


Рис. 8.3 Расход топлива на тепловую энергию от паровой турбины в зависимости от температуры сетевой воды и величины тепловой нагрузки паровой турбины Т-250/300.

Удивительный пример показывает, что реальный расход топлива на тепловую энергию от паровой турбины в зависимости от температуры сетевой воды и тепловой нагрузки изменяется в пределах от 23,5 кг. у. т./Гкал при температуре 80°C, отпуске тепла 160 Гкал/час, до 75 кг. у. т./Гкал, при температуре 110°C, отпуске тепла 240 Гкал/ч, что в 7÷2.2 раза ниже чем от навязанной регуляторами «альтернативной котельной» 165 кг. у. т./Гкал (рис 8.3)

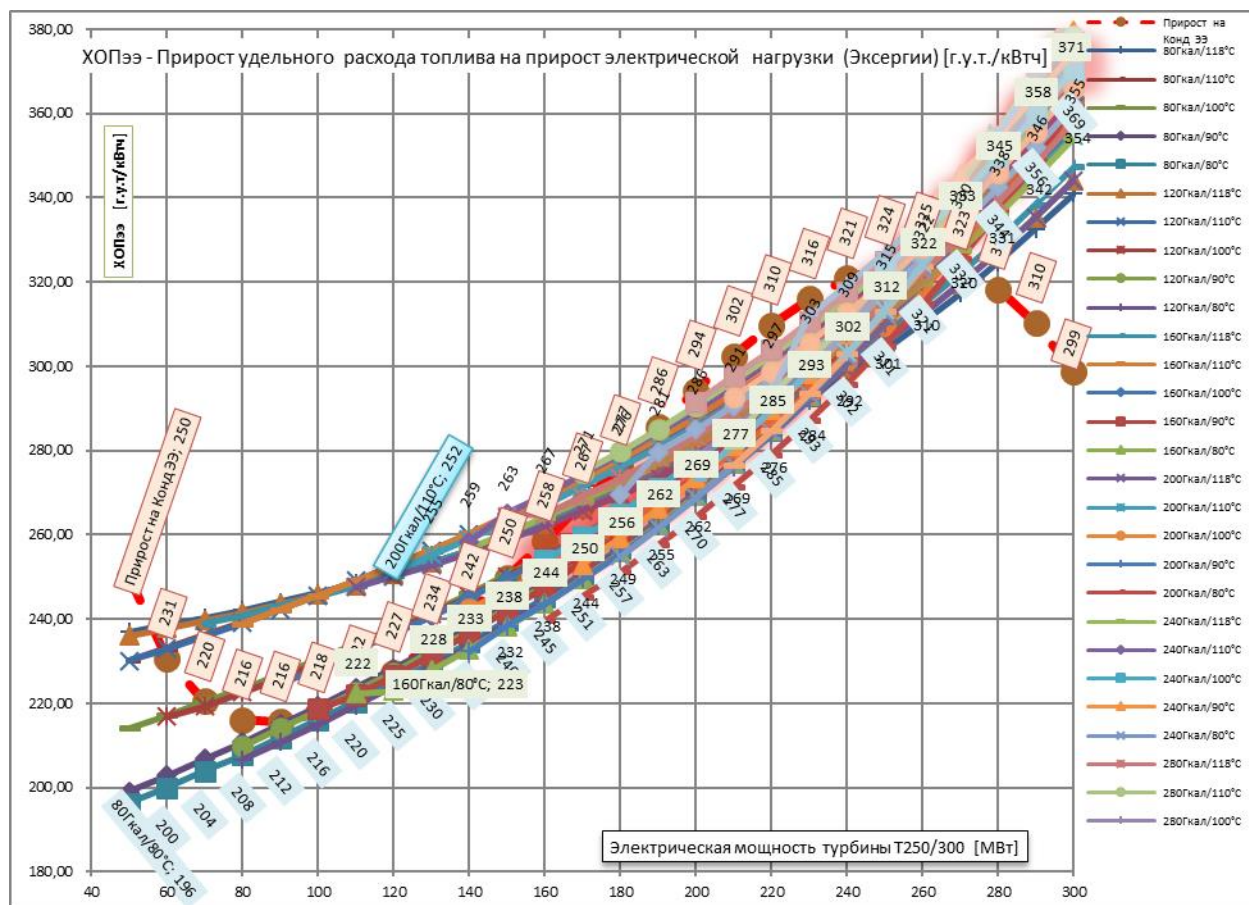
Парадокс! Знания и опыт производителей паровых турбин, главных конструкторов турбинных заводов, (УТМЗ⁸, «Электросила»), производящих самые сложные теплотехнические, термодинамические расчёты, разрабатывающие самую сложную техническую документацию, диаграммы режимов турбин, **остались не востре-**

⁷ л-26 Богданов А.Б. Богданова О.А. «Алгоритм расчета ХОП на ЭЭ и на ТЭ с диаграммой режимов турбины Т-250/300 без применения УРУТ» сайт Ростепло http://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=2952

⁸ л-38. Бененсон Е.И. Иоффе Л.С. Теплофикационные паровые турбины. Энергия Москва 1976г. Иоффе Л.С. Кортенко В.В. Эксплуатация теплофикационных паровых турбин. ГИПП «Уральский рабочий. Екатеринбург. 2002.

бованными, при формировании технической и тарифной политики регламентирующей производство комбинированной тепловой и комбинированной электрической энергии ТЭЦ!

Заводы изготовители сами по себе, ученые академических институтов сами по себе, а, «случайные люди» регуляторов энергетики (Минэнерго, МЭР, ФАС, Госдумы) формирующие энергетическую и тарифную политику теплофикации России, живут и регулируют сами по себе!



ч-1 Рис 8.4 Характеристика относительного прироста топлива на прирост конденсационной электрической нагрузки ХОПээ, турбины Т-250/300.

Удивительный результат заключается в том, что прирост топлива на прирост конденсационной электрической нагрузки теплофикационной турбины Т-250/300 так же, очень сильно влияет, температура неизменной тепловой нагрузки с сетевой водой и степень загрузки турбины. (рис 8.3). Так в диапазоне электрических нагрузок 60÷120МВт ХОПээ составляет 200-225г.у.т/кВтч до 320÷340г.у.т/кВтч. при нагрузках 260÷300МВт. Именно эти два графика (рис 8.2 и 8.3) должны стать основой федеральной программы «Возрождение теплофикации России»

Квинтэссенция п.8 — ХОПээ и ХОПте это уникальный энергетический показатель для формирования рыночных отношений, и выброшенный из нормативных документов в 1996г должны быть возвращены в ПТЭ и другие нормативные документы Минэнерго и всех федеральных и региональных регуляторов

Именно ХОПы на тепло должны стать основным нормативным документом для формирования «Схем теплоснабжения городов и поселений» и основой для федеральной программы «Возрождение теплофикации России»

8. ч-1 п9 Истоки ошибочных решений в определении показателей ТЭЦ.

В 1944г была издано фундаментальное исследование «Мелентьев Л.А.» Теплофикация⁹ ч-1 [ф-1]», а 1948г продолжение «Мелентьев Л.А. Теплофикация¹⁰ ч-2 Теоретические основы сооружения и эксплуатации теплофикационных систем. [ф-2]» В 1949м годы издано великолепное пособие для энергетиков и руководящего персонала электростанций и энергосистем - «Горшков А.С. Техничко-экономические показатели тепловых элек-

⁹ .Мелентьев Л.А. Теплофикация ч-1 Издательство академии наук СССР 1944г 248с

¹⁰ Мелентьев Л.А. Теплофикация ч-2 Теоретические основы сооружения и эксплуатации теплофикационных систем. Издательство академии наук СССР 1948г 279стр.

трических станций¹¹». Это пособие, безусловно, фундаментальная и сильнейшая книга своего времени, являлась многое года (до 1994г), руководством для целого ряда поколений энергетиков и руководителей Минэнерго СССР. Однако, в этих фундаментальных книгах была заложена **фундаментальная логическая ошибка**. Для того, что бы «быть впереди планеты всей» (Бродянский В.И. л-14) все 100% экономии топлива от теплофикации, по так называемому «физическому методу» относилась в пользу удешевления топливных затрат на электроэнергию, за счет потребителей отработанного пара паровых турбин ТЭЦ. Ряд ученых от высшей школы не согласились с предложениями А.С.Горшкова и предложили другие методы анализа (И.Н.Бутаков; Д.П.Гохштейн; М.Н.; А.И. Андрущенко, В.И. Бродянский. и другие [л-25]). С методикой Горшкова А.С. можно было бы согласиться в условиях 50-80х годов. Была плановая экономика для всей страны, но с приходом рыночных отношений, с приходом вычислительной техники, и тем более с цифронизацией экономики энергетики применение «физического метода» и его клона метода «альтернативная котельная» стало недопустимым!

В результате Комиссия¹² выбранная научным совещанием Энергетического института АН СССР и секции теплофикации МОНИТОЭ для выработки выводов по вопросу о технико-экономических показателях работы ТЭЦ приняла решение, в результате которого, спустя много лет, было создано несколько видов расчетов топлива и два вида **официальной отчетности**:

- Первый вид отчетности: методика Министерства Электростанций (МЭС) для анализа данных эксплуатации применительно к потребностям планирования плановой экономики, калькуляций стоимости энергии, проектирования установок и премирования производственных показателей
- Второй вид: для применения методов международной практики, холодильной техники, для школьных программ обучения, для академической науки, для высшей школы¹³ и т.д.,

Именно с этого решения от 11 января 1950года и пошла двойственная форма отчетности:

- первый вид отчетности официальной отчетности 6-ти, для нормирования, регулирования, формирования стратегической энергетической политики, тарифной политики, арбитража, судебной практики.
- второй вид отчетности полуофициальный: для кандидатских и докторских диссертаций в области теоретической науки, холодильной техники, для сопоставления с методами международной практики¹⁴,

То, что разница в расходах топлива на отработанное тепло паровых турбин ТЭЦ составляет 3÷4 кратное значение, федеральных регуляторов энергетической политики не смущает,

Что доказывают российские ученые термодинамики: Создается впечатление, что дискуссия идет с людьми, которые не слышат ни одного слова из того, что говорят их оппоненты. Но самое интересное состоит в том, что сторонники "физического" метода не хотят прислушаться даже к тому, что говорят сами ТЭЦ! А они, хотя и не знают термодинамики, но выполняют требования ее законов неукоснительно. По опыту Мосэнерго, Ленэнерго и других энергосистем, тепловая нагрузка ТЭЦ может изменяться летом в пределах от максимальной примерно до 20 %. В этом диапазоне прирост расхода топлива на отпуск тепла (при неизменной электрической нагрузке) составлял от 48 до 82 кг/Гкал. Эти значения, полученные путем прямого измерения, сомнений вызвать не могут. Если в этой же ситуации произвести расчет по "физическому" методу, то на каждую гигакалорию нужно было бы отнести от 160 до 175 кг, т.е. в 2-3 раза больше ("удешевив" таким способом электроэнергию). На самом же деле та же статистика показывает, что прирост расхода топлива на отпусаемую электроэнергию составляет от 300 до 400 г на 1 кВт·ч. л-14. Бродянский В.М. Письмо в редакцию http://exergy.narod.ru/Brodvanski-pismo.pdf Теплоэнергетик №9 1992г стр.62-63. В.М.Бродянский В.Фратер К.Михалек ЭКСЕРГЕТИЧЕСКИЙ МЕТОД И ЕГО ПРИЛОЖЕНИЯ	4. Тарифы на тепловую энергию устанавливаются различно по следующим видам теплоносителей: – горячая вода; – отобранный пар давлением: - от 1,2 до 2,5 кг/см² - от 2,5 до 7,0 кг/см² - от 7,0 до 13,0 кг/см² - более 13,0 кг/см²; – острый и регулируемый пар. Указанная дифференциация осуществляется в части платы за тепловую энергию в базовом двухставочном тарифе в соответствии с энергетической ценностью отпусаемого тепла. Для этой цели применяются безразмерные коэффициенты, рассчитанные на основе эксергетического метода разделения затрат по видам отпусаемой энергии.	Л.Д. Гительман, Б.Е. Ратников ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ БИЗНЕС Допущено Учебно-методическим объединением вузов России по образованию в области менеджмента к использованию в учебном процессе в качестве учебного пособия по дисциплинам специализации специальности "Менеджмент организации" Академия народного хозяйства при Правительстве Российской Федерации Москва Издательство "Дело" 2006
ч-1 Рис. 9.2 Ученые УПИ л-55. Л.Д.Гительман, Б.Е. Ратников Энергетический Бизнес Академия народного хозяйства при Правительстве Российской Федерации. Москва Дело 2006г Допущено Учебно методическим объединением вузов России по образованию в области менеджмента к использованию в учебном процессе в качестве учебного пособия по дисциплинам специализации специальности «Менеджмент организации»		

¹¹ л-18. Горшков А.С. Техничко-экономические показатели тепловых электростанций. Госэнергоиздат Москва, Ленинград 1948г 287стр. а так же, третье переработанное издание, М.: Энергоатомиздат, 1984, 240 с

¹² л-25. «Вопросы Определения КПД теплоэлектроцентралей». общей редакцией академика А.В.Винтера Госэнергоиздат Москва Ленинград 1953г 119 стр. (12 статей разных авторов А.С.Горшков; И.Н.Бутаков; Д.П.Гохштейн; А.И. Андрущенко; М.М. и другие .) http://exergy.narod.ru/resh_kom_500110-500111.pdf

¹³ л-5 Богданов А.Б. Энергоемкость энергии. Журнал СОК №11. 2017г стр. 46-52 <http://exergy.narod.ru/cok2017-11-1.pdf>

¹⁴ л-27. Постановление Госкомстата от 23 июля 1999 №46. Методологические положения по расчету энергетического баланса РФ в соответствии с международной практикой

Великолепнейший учебник Прознера «Экономика энергетики СССР» наглядно доказывает превосходство теплофикационных турбин ТЭЦ над конденсационными турбинами ГРЭС **во всем диапазоне нагрузок** Стр. 186

- прирост топлива на прирост тепловой нагрузки - $\beta_t = 32 \div 48 \text{ кг/Гкал}$
- прирост топлива на прирост электрической нагрузки - $\beta_{\text{э}} = 269 \div 317 \text{ г/кВт.ч}$

Таблица 5-3. Коэффициенты топливных характеристик для определения расхода условного топлива энергетическими котлами ТЭЦ на выработку электроэнергии и отпуск тепла потребителям (при использовании твердого топлива)

Тип турбины	Численные значения коэффициентов		
	α , т/ч	β_t , т/Гкал	$\beta_{\text{э}}$, т/(МВт·ч)
T-50-130	4,1	0,042	0,317
T-110/120-130	6,3	0,045	0,314
T-175/210-130	10,5	0,043	0,305
T-180/215-130	12,1	0,032	0,294
T-250/300-240	15,3	0,048	0,271
T-400/500-240	22,3	0,046	0,269

ГЛАВНОЕ, ЧТО НЕ ЗНАЕТ РЕГУЛЯТОР Для производства равного количества энергии, на один МВт.ч электрической энергии требует топлива больше **в 8,8÷11 раз больше** чем для один МВт.ч тепловой энергии от турбины ТЭЦ $\Delta V_{\text{э}} / \Delta V_{\text{т}} = 0,317 / (0,42 \cdot 0,86) = 8,8 \text{ раз}$

л-53 С.Л.Прознер А.Н.Златопольский, А.М.Некрасов Учебник для студентов энергетических специальностей вузов. Экономика энергетики СССР Москва Высшая школа 1978г 471с. с ил.

http://www.studmed.ru/pruzner-sl-i-dr-ekonomika-energetiki-sssr_e393d41138f.html

http://www.studmed.ru/pruzner-sl-i-dr-ekonomika-energetiki-sssr_e393d41138f.html

ч-1 Рис 9.3 л-53 С.Л.Прознер А.Н.Златопольский, А.М.Некрасов Учебник для студентов энергетических специальностей вузов. Экономика энергетики СССР Москва Высшая школа 1978г 471с. с ил.

http://www.studmed.ru/pruzner-sl-i-dr-ekonomika-energetiki-sssr_e393d41138f.html

..

Основная причина кризиса энергетики – регулирование тарифной политики РФ, осуществляется случайными людьми, не имеющими понятия ни о ТЭЦ, ни тем более о термодинамике! (МЭР, ФАС, Минэнерго)

Удельные расходы условного топлива существующих ТЭЦ и ГРЭС России

100% КПД превращения энергии топлива в тепло это 142,86 кг/Гкал. Закон сохранения энергии 104-110% КПД- существующий метод. Удельные на ТЭЦ 131-138 кг/Гкал. САМООБМАН 130-150% КПД- эксергетический метод (Минэкономразвития) 110 кг/Гкал и ниже. ТЭЦ НЕ БУДЕТ

«Случайным людям» **неведомо, что, КПД тепловых насосов, ТЭЦ, паровых компрессоров легко может быть 200÷400%**, что, при а) равных начальных и конечных параметрах пара, б) при одном и том же топливе, и с) равной нагрузке **КПД ТЭЦ и КПД ГРЭС РАВНОЭКОНОМИЧНЫ! 37÷39%**

ТЭЦ не конкурентные, потому, что теплофикационную электрическую энергию, автоматическую закупают по топливной цене «альтернативной котельной» ~145г/кВт.ч вместо 330÷350г/кВт.ч как это делается в Евросоюзе

Вывод: затраты топлива на год переносятся на рынок эл.энергии, искусственно увеличивая удельный расход на 30-40 г/кВт.ч

1. ТЭЦ недополучают в тарифе на тепло.
2. ТЭЦ не конкурентны с ГРЭС на ОПТе 310-320 г/кВт.ч ГРЭС против 360 у ТЭЦ

Наименование электростанции	Втэ, кг/Гкал	КИТ, факт
Энгельсская ТЭЦ-3	140,1	61,5
Балаковская ТЭЦ-4	147,9	60,9
Саратовская ТЭЦ-5	133,1	64,5
Ульяновская ТЭЦ-1	144,9	66,7
Ульяновская ТЭЦ-2	143,4	64,9
Орская ТЭЦ	144,5	59,2
Сакмарская ТЭЦ	133,9	63,8
Каргалинская ТЭЦ	129,4	78,7
Медногорская ТЭЦ	151,6	89,3

ч-1 Рис 9.4 «Случайные люди»¹⁵, органов регулирующих энергетическую и тарифную политику РФ, не имеют: ни мотивации к применению знаний ученых, ни ответственности за рост тарифов для потребителей отработанного тепла ТЭЦ: населения, теплиц, «Все равно купят»!

Квинтэссенция п.9 Начиная с 11 января 1050г и до сегодняшнего дня экономика электроэнергетики России живет в мире двойной морали, двойных ценностей. Монополия электроэнергетики создала для себя особую статистическую отчетность, особую систему нормативных и законодательных документов, особую систему переподготовки кадров и повышения квалификации, особые кандидаты и доктора экономических наук и т.д.

¹⁵ л-13. Доклад Минэнерго основные принципы распределения топлива в целях тарифного регулирования в сфере теплоснабжения. - М., 2013, <http://exergy.narod.ru/minenergo-2013-1.pptx>

9. ч-1 п10. Перспективные направления развития теплофикации России:

Перспективные решения развития высокоэффективной теплофикации России, чисто инженерным языком, изложены в предложениях Владимира Шлапакова «Новые системы теплоснабжения с 50-летним ресурсом, закрытым водоразбором и сокращённым диаметром сетей¹⁶» Великолепная статья настоящего теплофикатора России, которых, к сожалению, почти не осталось! Узкоспециализированная, «без воды», емкая, конкретная. Молодец! Прочитал, как «живой, ключевой воды напился»!

Концептуальные основы предлагаемой схемы таковы:

1. Увеличить срок службы системы теплоснабжения до 50 лет путем: а) выполнения квартальных тепловых сетей из полиэтиленовых материалов; б) за счет ввода антикоррозионных присадок в закрытый контур магистральных теплосетей;
2. Сократить в три раза расход теплоносителя в магистральных тепловых сетях за счет: а) оптимальных перепадов давления; б) оптимальных температурных графиков на источниках.
3. Обеспечить аварийный отпуск тепла при аварийном отключении магистральных сетей

Тепловая энергетика и ЖКХ | № 03 (42) июнь 2019 года | Оборудование и технологии |

Новые системы теплоснабжения с 50-летним ресурсом, закрытым водоразбором и сокращённым диаметром сетей

Оборудование и технологии | Владимир ШЛАПАНОВ, инженер-теплоэнергетик | 2298

ч-1 п11. Выводы.

- Основоположник теоретических основ теплофикации СССР, академик Мелентьев Л.А. еще в далеком 1944 году предвидел: *«Всякое изолированное рассмотрение отдельных вопросов развития теплофикации вне общего комплекса энергетического хозяйства или рассмотрение отдельных элементов теплофикационных установок без учета их органической взаимосвязи неизбежно связано с возможностью ошибочных решений»* Так это и случилось с начала 2000-х годов! Непоправимый ущерб России нанесен так называемой условно регулируемой рыночной экономикой энергетики.
- С принятием федерального закона ФЗ-279 от 29 июля 2017, ориентированного на применении методики «альтернативная котельная», узаконена система манипулирования статистической отчетности работы ТЭЦ, и соответственно узаконена система скрытого перекрестного субсидирования топливом монополии электроэнергетики, за счет 3÷4 кратного завышения топливной составляющей для потребителей отработанного тепла от паровых турбин ТЭЦ;
- Когенерация Европы, как самое эффективное технологическое явление, обеспечивающее коллективный оптимум общества, является приоритетной законодательно оформленной программой развития конкурентной экономики энергетики северных стран Европы;
- С применением «гармонизированных исходных значений когенерации» (рис 1÷10) становится возможным исключить схему манипулирования статистической отчетности работы ТЭЦ и восстановить здравый смысл в развитии энергетической и тарифной политике энергетики России.
- Предложения редких ученых практиков-экономистов региональных рынков энергии :

[л-1] Шевкоплясов П.М. «Инновации на региональных рынках энергии» Научно – практическое пособие. Петербургский энергетический институт повышения квалификации 2017г стр 44-63. всего 104стр <http://exergy.narod.ru/Shevkoptyasov2017.pdf> стр.101. правительству РФ подготовить и внести в Госдуму необходимые законопроекты:

- 3.1 «О восстановлении единства Единой электроэнергетической системы России на основе объединения ФЗ «Об электроэнергетике» и «О теплоснабжении» для реализации энергоэффективной технологии комбинированной выработки электроэнергии и тепла на ТЭЦ»
- 3.2 «О замене структуры Оптового электроэнергетики и мощности (ОРЭМ) на структуру региональных рынков электроэнергии и тепла, текущих суток (РТС) учитывающих местные условия топливосбережения и энергоэффективности в границах ответственности регионального РДУ

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ, ДЕПАРТАМЕНТ НАУКИ И ТЕХНОЛОГИЙ
«ПЕТЕРБУРГСКИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ
«БЕЛЛУ» ДПО «БЕЛЛУ»

КАФЕДРА ЭКОНОМИКИ И ОРГАНИЗАЦИИ УПРАВЛЕНИЯ
В ЭНЕРГЕТИКЕ

П.М. ШЕВКОПЛЯСОВ

Инновации на региональных рынках энергии

Научно-практическое пособие



Санкт-Петербург
2017

¹⁶ Шлапаков В.И. Новые системы теплоснабжения с 50-летним ресурсом, закрытым водоразбором и сокращённым диаметром сетей. <https://www.eprussia.ru/teploenergetika/42/514390.htm>

Полный список литературы для всей серии статей.

Фундаментальные исследования и решения о природе теплофикации России и когенерации Запада

- ф-1 Мелентьев Л.А. Теплофикация ч-1 Издательство академии наук СССР 1944г 248с;
ф-2 Мелентьев Л.А. Теплофикация ч-2 Теоретические основы сооружения и эксплуатации теплофикационных систем. Издательство академии наук СССР 1948г 279стр.;
ф-3 Шаргут Я., Петела Р. Эксергия: Перевод с польского. – М., Энергия, 1968, - 280 с. <http://exergy.narod.ru/Brodyanski-pismo.pdf> ;
ф-4 Андрищенко А.И. О применении **эксергии** для анализа совершенства и оптимизации теплоэнергетических установок: Изв. вузов. – М.: Энергетика, 1989, № 4. – с. 59-64.;
ф-5 Бродянский В.М. Эксергетический метод термодинамического анализа. М.: Энергия, 1973. - 296
ф-6 Чистович С.А. Автоматизация тепловых пунктов и систем отопления жилых и общественных зданий в больших городах. Москва : ГОСИНТИ, 1974. - 35 с.
ф-7 Горшков А.С. Техничко-экономические показатели тепловых электростанций. Госэнергоиздат Москва, Ленинград 1948г;
ф-8 Директива 2004/8 ЕЭС от 1 февраля 2004г о поощрении когенерации на спрос на полезное тепло, существующем на внутреннем энергетическом рынке.
ф-9 Канаев А.А. Копп И.З. Неводяные пары в энергомашиностроении Ленинград «Машиностроение»: 1973г 215с
ф-10 Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети Издательство: М.: Издательство МЭИ Год: 2001;

Статьи последних лет 2016-2019г

- л-1. Шевкоплясов П.М. «Инновации на региональных рынках энергии» Научно – практическое пособие. Петербургский энергетический институт повышения квалификации 2017г стр 44-63. всего 104стр <http://exergy.narod.ru/Shevkoplyasov2017.pdf> Шевкоплясов П.М. «Ценообразование на оптовом и розничном рынках энергии на основе маржинального дохода» ПЭИПК Санкт-Петербург 2012 <http://exergy.narod.ru/Shevkoplyasov-Bogdanov.pdf>
л-2. Богданов А.Б. График Россандера Чистовича и климатологические характеристики. Новости теплоснабжения №9 2017г стр 20-29 . <http://exergy.narod.ru/nt2017-09.pdf>
л-3 Богданов А.Б. «Мутные НУР ТЭЦ», альтернативная котельная и тепловые насосы. Журнал «С.О.К.», 2017, №1, с.96-104 <http://exergy.narod.ru/cok2017-01.pdf> Богданов А.Б. О неэффективном регулировании энергетики в РФ. Журнал СОК №11. 2017г стр. 56-59 <http://exergy.narod.ru/cok2017-11-2.pdf> <https://www.c-o-k.ru/articles/programma-borby-s-neeftivnym-regulirovaniem-energetiki-rf>
л-4
л-5 Богданов А.Б. Энергоемкость энергии. Журнал СОК №11. 2017г стр. 46-52 <http://exergy.narod.ru/cok2017-11-1.pdf> Салихов А.А.
л-6 **Богданов А.Б. Богданова О.А. Энергоемкость ТЭЦ с применением эксергии и анергии.** Новости Теплоснабжения №1 2016г стр. 13-19 <http://exergy.narod.ru/nt2016-01.pdf> Журнал Научного института глобальной и региональной экономики (НИГРЭ), 2015, №11 (18), с.41-53 <http://exergy.narod.ru/Nigre2015-11.PDF> Анергия и энергоресурсосбережение <http://netess.ru/3knigi/1037150-1-teploenergoeffektivnie-tehnologii-problemi-energetiki-angriya-energoresursosberezhenie-b-bogdanov-oao-mrsk-sibiri-krasno.php>
л-7 Шлапаков В.И. Новые системы теплоснабжения с 50-летним ресурсом, закрытым водоразбором и сокращённым диаметром сетей. <https://www.eprussia.ru/teploenergetika/42/514390.htm>
л-8. . Богданов А.Б. Уважаемые руководители Форума "ТЭК России в XXI веке" <http://exergy.narod.ru/news.html> . http://exergy.narod.ru/Priroda_nizkoi_effekt_Ross_TEC.docx
л-9. Богданов А.Б. Анализ европейской практики регулирования теплофикации «Руководство по расчету электричества ТЭЦ (Euroheat & Power CHP Manual ЕЭС 2003г), («Метод Вагнера» Польша1961г. «метод эквивалентной КЭС» закон PURPA17 США 1978г» http://exergy.narod.ru/Priroda_nizkoi_effekt_Ross_TEC.docx

Статьи, книги предыдущих лет

- л-10. Салихов А.А. Пути повышения технико-экономических показателей действующих ТЭЦ. Минск Ковчег 2009г 512стр. http://exergy.narod.ru/Salihov_Puti_pov_TEP_deist_TEC.pdf
л-11. Богданов А.Б. История взлетов и падений теплофикации России//Энергосбережение, 2009,№3,с.42-47 Интернет-ресурс: <http://exergy.narod.ru/es2009-04.pdf> , <http://exergy.narod.ru/vz.pdf>
л-12. Цикл статей Богданов А.Б. «Теплофикация – золушка энергетики» Энергетик 2001 №11 <http://exergy.narod.ru/e2001-11.pdf>. «Котельнизация России – Беда национального масштаба» Богданов А.Б. «Котельнизация России – беда национального масштаба» Часть1 "Новости теплоснабжения", 2006, №10 (74), с.30-34 www.exergy.narod.ru <http://exergy.narod.ru/kotelniz1.pdf> Часть 2. Монополизированность федеральной инструкции. Журнал "Новости теплоснабжения", 2006, №11 (75) , с.36-40. <http://exergy.narod.ru/nt2006-11.pdf> Часть 3. Расчет предельных издержек. Журнал "Новости теплоснабжения", 2006, №12, с.33-38; <http://exergy.narod.ru/kotelniz-nt3.pdf> Часть 4. Виды энергий: тепловой, электрической, комбинированной энергии ТЭЦ. Журнал "Новости теплоснабжения", 2007, №4 (80), с.28-33 <http://exergy.narod.ru/nt2007-04.pdf> Часть 5. Виды мощностей: тепловой, электрической, комбинированной мощности ТЭЦ. Журнал "Новости теплоснабжения", 2007, №5 (81), с.50-54 <http://exergy.narod.ru/nt2007-05.pdf>
л-13. Доклад Минэнерго основные принципы распределения топлива в целях тарифного регулирования в сфере теплоснабжения.- М., 2013, <http://exergy.narod.ru/minenergo-2013-1.pptx>
л-14. **Бродянский И.М. Письмо в редакцию** <http://exergy.narod.ru/Brodyanski-pismo.pdf> Теплоэнергетик №9 1992г стр.62-63. Бродянский В.М. Эксергетический метод термодинамического анализа. М.: Энергия, 1973. - 296 с; <http://exergy.narod.ru/books.html>
л-15. **Эксергетические** расчеты технических систем: Справочное пособие под редакцией академика АН УССР Долинского А.А. и д.т.н. Бродянского В.М. – Киев: Наукова думка, 1991.
л-16. Янговский Е.И. Потоки **энергии и эксергии**. – М.: Наука, 1988. – 144 с.; Парокомпрессионные теплонасосные установки. – М.: Энергоиздат, 1982. - 143с.; Промышленные тепловые насосы. М.: Энергоиздат, 1989.
л-17. Андрищенко А.И. О применении **эксергии** для анализа совершенства и оптимизации теплоэнергетических установок: Изв. вузов. – М.: Энергетика, 1989, № 4. – с. 59-64.
л-18. Горшков А.С. Техничко-экономические показатели тепловых электростанций. Госэнергоиздат Москва, Ленинград 1948г 287стр .Издание третье, переработанное М.: Энергоатомиздат, 1984, 240 с.
л-19. Богданов А.Б. Анализ показателей теплофикационной турбины по относительным приростам топлива на тепло. М.: Новости теплоснабжения, 2009, №5. - с. 30-37 <http://exergy.narod.ru/nt2009-05.pdf> ; 2009, №11, с. 34-41 <http://exergy.narod.ru/nt2009-11.pdf>
л-20. Анисимова С.П., Хузминаева И.К. Ещё раз о проблеме калькулирования себестоимости в электроэнергетике её последствиях и её решении. – 2014, <http://exergy.narod.ru/Ansimov01.pdf>
л-21' Богданов А.Б. Министерство Анергии. М.: Энергорынок, 2010, №12, Новости теплоснабжения 2010 №9. 12÷18, <http://exergy.narod.ru/er2010-12.pdf> <http://exergy.narod.ru/nt2010-09.pdf>. Анергия и энергоресурсосбережение <http://netess.ru/3knigi/1037150-1-teploenergoeffektivnie-tehnologii-problemi-energetiki-angriya-energoresursosberezhenie-b-bogdanov-oao-mrsk-sibiri-krasno.php>

л-22.

- л-23. Богданов А.Б Концепция регулирования энергоёмкости России (ЧВЭ и ЧНЭР). Журнал "Теплоэнергоэффективные технологии", 2012, №1 <http://exergy.narod.ru/tt2012-01.pdf>
- л-24. Богданов А.Б ЧВЭ и ЧНЭР российской энергетики. Журнал "Теплоэнергоэффективные технологии", 2011, №3, с.6-30
<http://exergy.narod.ru/tt2011-03.pdf>
- л-25. «Вопросы Определения КПД теплоэлектростанций». общей редакцией академика А.В.Винтера Госэнергоиздат Москва Ленинград 1953г 119 стр. (12 статей разных авторов) http://exergy.narod.ru/resh_kom_500110-500111.pdf
- л-26. Богданов А.Б. Богданова О.А. Алгоритм расчета ХОП на ЭЭ и на ТЭ с диаграммой режимов турбины Т-250/300 без применения УРУТ РосТепло.ру http://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=2952
- л-27. Постановление Госкомстата от 23 июля 1999 №46. Методологические положения по расчету энергетического баланса РФ в соответствии с международной практикой.
- л-28. Кудрявый В.В. Системное разрушение системы. Риски и угрозы электроэнергетики. Пути преодоления
<http://exergy.narod.ru/kudryavyi.pdf>
- л-29. Кудрявый В.В. Германия реформирует энергетику по уму / Промышленные ведомости, 2001. №7-8
- л-30. Паршев А.П. «Почему Россия не Америка» стр. 77 Форум Москва 2005 Всего 41 стр
- л-31. Богданов А. Б. Энергоёмкость ТЭЦ с применением **эксергии** и **анергии**. Журнал «Новости теплоснабжения», 2016, №1, с. 13-19. Интернет-ресурс: <http://exergy.narod.ru/nt2010-09.pdf>
- л-32. Минэнерго СССР. Техническое управление по эксплуатации энергосистем «Инструкция и методические указания по нормированию удельных расходов топлива на тепловых электростанциях» Астахов Н.Л. и др. – М.: БТИ ОРГРЭС, 1966
- л-33. Богданов А.Б. Влияние климата на формирование топливосберегающей политики в России. Журнал «Теплоэнергоэффективные технологии», 2007, №3/4, с. 26-34 <http://exergy.narod.ru/tt2007-03-04.pdf>
- л-34. Астахов Н.Л. Некоторые методы распределения расхода топлива энергетических котлов ТЭС между электроэнергией и теплом. Доклады юбилейной научно-практической конференции, посвященной 50-летию ИПК госслужбы Т.З.-М.: ОАО «Фирма ОРГЭС», 2002, с.90-97. Интернет-ресурс: <http://exergy.narod.ru/Astakhov.pdf>
- л-35. Богданов А.Б. Богданова О.А. Энергоемкость высший показатель нравственного состояния общества. ЭнергоРынок № 6 2012г и №4 2013г <http://exergy.narod.ru/er2012-06.pdf> а так же журнал <http://exergy.narod.ru/SSK-OD-2012-04.pdf>
- л-36. Сказка про альтернативную котельную и альтернативную корову Мультфильм М. Степановой по мотивам текста А.Б. Богданова .
http://exergy.narod.ru/mult_alt_kor.html <https://www.youtube.com/watch?v=957fF9uaKgk&feature=youtu.be> .
- л-37. Кузнецов А.М. «Новая теория основ теплофикации» Новости теплоснабжения .Москва 2013г 68 стр.
- л-38. Бененсон Е.И. Иофе Л.С Теплофикационные паровые турбины . Энергия Москва 1976г . Иофе Л.С. Кортенко В.В. Эксплуатация теплофикационных паровых турбин. ГИПП «Уральский рабочий». Екатеринбург. 2002

Зарубежный опыт экономики энергетики, теплофикации применения «Эксергии и Анергии»

- л-39. Адам Смит Исследование о природе и причинах богатства народов 1758г Москва 2017г
- л-40. Шаргут Я., Петела Р. **Эксергия**: Перевод с польского. – М., Энергия, 1968, - 280 с. <http://exergy.narod.ru/Brodyanski-pismo.pdf>
- л-41. Шаргут Я., Петела Р. Использование **эксергии** в экономике из книги Шаргут Я., Петела Р. **Эксергия**. М., Энергия, 1986
<http://exergy.narod.ru/shargyt-petela.pdf>
- л-42. Шаргут Я.Я. Распределение затрат на производство тепла и электроэнергии на ТЭЦ // Теплоэнергетика, 1994, №12, с.63
- л-43. Рудоль Книрим Температура обратной воды: сокровище не используемое поставщиками и потребителями энергии EuroHeat&Power Russia, 2007, II <http://exergy.narod.ru/sokrovische.pdf>
- л-44. B. Lescœur, J.B. Callaand. Tariffs and load management: the french experience. Electricite de France 2, rue Louis Murat PARIS – FRANCE/ IEEE Transactions on Power Systems, Vol.PWRS-2, No.2 May 1987, p. 458-464.; Управление нагрузкой и тарифами. Французский опыт (перевод на русский). Интернет-ресурс: <http://exergy.narod.ru/books.html> . Тепловая энергетика, 2014, № 06 (15) декабрь
- л-45. Anders Dyrelund. Правильная структура тарифов на тепловую энергию стимулирует энергосбережение у потребителей. Danish Board of District Herating (Датский Совет по Централизованному Теплоснабжению). НовостиДСЦТ, 2002, с.13-17 <http://exergy.narod.ru/2st.pdf>
- л-46. Peter Randlov. Почему мы выбираем централизованную систему теплоснабжения. Danish Board of District Herating (Датский Совет по Централизованному Теплоснабжению). НовостиДСЦТ, 2002, с.1-3, <http://exergy.narod.ru/1st.pdf>
- л-47. Видеоролик «в Дании люди тратят топлива в 3-4 раза меньше чем на альтернативной котельной» <https://yadi.sk/i/HO1ow0EKWijMN>
- л-48. Информативный видео ролик Фильм "История энергетики Финляндии" В Финляндии родилась система централизованного ХЛАДОСНАБЖЕНИЯ - тригенерация - комбинированное производство ЭЭ+ТЭ+Холод до 150Гкал Холода
<https://www.youtube.com/watch?v=V12EeDydhpo> Лесная энергетика.
- л-49. Гамбург рассматривает инновационную схему сезонного хранения тепла для города. <http://www.euro-heat-power.ru/>
- л-50. Богданов А.Б. Принципы организации рыночной энергетики России ЭнергоРынок №6 2009 стр. 47-52 <http://exergy.narod.ru/er2009-06.pdf>. ... Богданов А.Б. О принципах организации анализа маржинальных издержек ЭнергоРынок № 10 2009г стр 52-55
<http://exergy.narod.ru/er2009-10.pdf>
- л-51. 15 видов "Энергии" и 21 вид "Мощности" Виды энергий: тепловой, электрической, комбинированной энергии ТЭЦ. Часть 4 серии «Котельнизация России - беда национального масштаба. Журнал "Новости теплоснабжения", 2007, №4 (80), с.28-33
<http://exergy.narod.ru/nt2007-04.pdf>. Виды предоставляемой энергии от ТЭЦ. Часть 5 серии «Котельнизация России - беда национального масштаба. Журнал "Энергоринок", 2007, №6 (43). <http://exergy.narod.ru/kotelniz10.pdf> Виды мощностей: тепловой, электрической, комбинированной мощности ТЭЦ. Часть 5 серии «Котельнизация России - беда национального масштаба. Журнал "Новости теплоснабжения", 2007, №5 (81), с.50-54 <http://exergy.narod.ru/nt2007-05.pdf> Виды предоставляемой мощности. Часть 6 серии «Котельнизация России - беда национального масштаба. Журнал "Энергоринок", 2007, №11 (48), с.41-46 <http://exergy.narod.ru/kotelniz10m.pdf>
- л-52. Богданов А.Б. Как уменьшить энергоёмкость российской экономики Теплоэнергоэффективные технологии №2 2011г стр.11-21.
<http://exergy.narod.ru/tt2011-01-02.pdf>
- л-53. С.Л.Прузнер А.Н.Златопольский, А.М.Некрасов Учебник для студентов энергетических специальностей вузов. Экономика энергетики СССР Москва Высшая школа 1978г 471с. с ил. http://www.studmed.ru/pruzner-sl-i-dr-ekonomika-energetiki-sssr_e393d41138f.htmlл-54 Роголев Н.Д. и др. Экономика энергетики. Учебник для вузов. Москва Издательский дом МЭИ 2011г 320стр.
- л-55. Л.Д.Гительман, Б.Е. Ратников **Энергетически Бизнес** Академия народного хозяйства при Правительстве Российской Федерации. Москва Дело 2006г
- л-56. А.Д.Трухний, Б.В. Ломакин «Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки» Москва МЭИ 2002г
- л-57. В.Ф. Чернов И.В.Чернов «**Энергоэффективность тепловых электростанций ТЭЦ и ГРЭС. Исследование технологии экономии топлива с помощью Самоорганизующееся Системы Smart-MES-T2 2020**» LAP LAMBERTAcademic Publishing 2015. 392стр.
<http://inform-system.ru/files/978-3-659-69847-7.pdf>

